

■ Neue Analyseverfahren und Technologien

- Materialforschung mit neuen analytischen Methoden
- Lebenszyklusanalyse und Recyclingkonzepte für Solarmodule
- Solarmodule mit integriertem Wechselrichter
- Multifunktionale Nutzung photovoltaischer Anlagen

Materialforschung mit neuen analytischen Methoden

Dr. Stefan Rein

Fraunhofer ISE
rein@ise.fraunhofer.de

Dr. Klaus Lips

HMI
lips@hmi.de

Dr. Jan Schmidt

ISFH
j.schmidt@isfh.de

Einführung

Mehr als 90% der weltweit gefertigten Solarzellen werden aus kristallinem Silicium hergestellt. Ein wichtiger Ansatzpunkt für die Reduktion der Energiegestehungskosten ist eine Steigerung des Zellwirkungsgrades. Da die Materialqualität hierbei eine entscheidende Rolle spielt, ist die Analyse von elektrisch aktiven Defekten, die während der Waferherstellung oder während des Solarzellenprozesses erzeugt werden, von zentraler Bedeutung. Der entscheidende mikroskopische Parameter zur Beurteilung der Materialqualität ist die Ladungsträgerlebensdauer. Diese Größe entspricht der mittleren Zeit, in der ein durch Licht erzeugtes Elektron-Loch-Paar nach Abschalten des Lichts bestehen bleibt, bevor es durch Rekombination wieder verschwindet und somit für die Stromerzeugung verloren ist.

Die Deep-Level Transient Spectroscopy (DLTS) wird allgemein als eine der empfindlichsten Methoden angesehen, um auch geringe Konzentrationen elektrisch aktiver Defekte zu detektieren und zu analysieren. Doch es gibt auch Defektkonzentrationen unterhalb der Nachweisgrenze von DLTS die die Ladungsträgerlebensdauer stark beeinflussen können. Ein aktuelles Beispiel für einen derart rekombinationsaktiven Defekt ist ein Defekt, der in industriell eingesetztem einkristallinem Czochralski¹-Silicium eine deutliche Degradation bewirkt [1]: Obwohl der Defekt mit DLTS nicht nachweisbar ist, fällt die Ladungsträgerlebensdauer bei Aktivierung des Defektes auf 10% ihres Anfangswertes ab. Das führt in hocheffizienten Solarzellen zu einem Wirkungsgradverlust von bis zu 10% relativ. Dieses Beispiel zeigt einerseits die hohe Empfindlichkeit der Ladungsträgerlebensdauer für elektrisch aktive Defekte, andererseits aber auch den starken Einfluss, den Volumendefekte auf die Leistung einer Solarzelle haben können.

Die Beseitigung solcher rekombinationsaktiver Defekte setzt ihre eindeutige Identifikation voraus. Die entscheidenden Fragestellungen, auf die eine spektroskopische Methode Antwort geben sollte, sind dabei:

1. Wie rekombinationsaktiv und damit relevant ist ein Defekt?
2. Welche elektrischen Parameter zeigt der Defekt („Fingerabdruck“)?
3. Welchen strukturellen Ursprung hat der Defekt?

Im Folgenden sollen zwei Analysemethoden vorgestellt werden, die in den letzten Jahren entscheidend weiterentwickelt wurden und sich durch ihre besondere Empfindlichkeit für elektrisch aktive Defekte auszeichnen:

- Die Lebensdauerspektroskopie analysiert die Defekte direkt anhand der Ladungsträgerlebensdauer.
- Die elektrisch detektierte magnetische Resonanz (EDMR) analysiert die Defekte anhand ihres charakteristischen Elektronenspins.

1. Lebensdauerspektroskopie

Neben der Beurteilung der Materialqualität eröffnen Lebensdauerermessungen die Möglichkeit, Defekte direkt zu identifizieren, wenn die Temperatur- und Injektionsabhängigkeit der Ladungsträgerlebensdauer analysiert werden. Die beiden Methoden sind unter dem Namen temperaturabhängige und injektionsabhängige Lebensdauerspektroskopie (TDLS und IDLS) bekannt [2]. Dabei stehen zwei kontaktlose Standardverfahren zur Verfügung: Das mikrowellendetektierte Photoleitfähigkeitsabklingen (MW-PCD) für die TDLS und die quasistatische Photoleitfähigkeit (QSSPC) für die IDLS.

¹ Czochralski bezeichnet eine Kristallzüchtungsmethode

Da die Lebensdauerspektroskopie den Rekombinationsprozess für die Analyse von Defektzentren nutzt, verschafft sie einen Einblick genau in die Defekte, die für die Photovoltaik relevant sind. Theoretisch wird die Rekombination über Störstellen durch die sogenannte Shockley-Read-Hall (SRH)-Theorie beschrieben. Eine detaillierte Analyse der SRH-Theorie zeigt, dass nur das Energieniveau E_t und das Verhältnis $k = \sigma_n/\sigma_p$ der Einfangquerschnitte für Elektronen und Löcher den charakteristischen Verlauf der Lebensdauerkurven beeinflussen. Die sogenannten Einfangquerschnitte sind ein Maß für die Rekombinationsaktivität eines Defektes, d. h. je größer diese Defekt-Einfangquerschnitte sind, desto schneller werden die Elektronen und Löcher von ihnen eingefangen. Das Energieniveau und das k -Verhältnis der Defekte können mittels Lebensdauerspektroskopie bestimmt werden [2]. Entscheidend für die Analyse eines Defekts ist, dass das Energieniveau E_t und der Symmetriefaktor k vollständig beschreiben, wie eine Verunreinigung die Solarzellenleistung beeinflusst, und somit den Satz von Defektparametern darstellen, der für die Solarzellensimulation relevant ist. Darüber hinaus ist das Energieniveau der wichtigste „Fingerabdruck“ eines Defektes, anhand dessen im allgemeinen eine Identifikation des Defektes möglich ist. Trotz der hohen Sensitivität der Lebensdauerspektroskopie für alle rekombinationsaktiven Defekte, ist ihr Auflösungsvermögen sehr begrenzt. So erlaubt die Lebensdauerspektroskopie nur die Identifikation des rekombinationsaktivsten Defekts, während die Detektion anderer Defekte meist nicht möglich ist, weil die entsprechenden Signale im „Rauschen untergehen“. Dennoch bringt diese Selektivität den praktischen Vorteil mit sich, dass es sich bei der nachgewiesenen Verunreinigung definitiv um den Defekt handelt, der die Materialqualität begrenzt.

Die TDLS

Doch wie lässt sich der vollständige „Fingerabdruck“ des dominanten Defektes mittels Lebensdauerspektroskopie bestimmen? Hierzu ist in *Abb. 1* eine typische TDLS-Kurve dargestellt, die an einer gezielt molybdänverunreinigten Siliciumprobe kontaktlos mit der MW-PCD-Methode gemessen wurde. Die TDLS beruht auf dem Effekt, dass die Rekombinationsaktivität

eines Defekts mit steigender Temperatur abnimmt und damit die Lebensdauer unter Niedereinjektion ansteigt [2]. Wie *Abb. 1* zeigt, erlaubt die Auswertung der gemessenen Ladungsträgerlebensdauer die direkte Bestimmung der Energietiefe des Defektes von $\Delta E_t = 0,32$ eV. Sie liefert aber keine Information über den Symmetriefaktor k und die Bandlückenhälfte des Defektes. Diese Information kann häufig gewonnen werden, indem die gesamte TDLS-Kurve modelliert wird (durchgezogene Linie) [3]. Im vorliegenden Fall ergeben sich allerdings zwei gleichwertige Lösungen, da sich die gemessene TDLS-Kurve für einen Defekt in der oberen und unteren Bandhälfte simulieren lässt, was eine eindeutige Identifikation des Defektes allein aus der TDLS-Kurve verhindert.

Die IDLS

Betrachten wir daher die dazugehörige IDLS-Kurve in *Abb. 2*, die an derselben Probe bei Raumtemperatur mit der quasistatischen Photoleitfähigkeits (QSSPC)-Methode gemessen wurde. Aus der Modellierung der IDLS-Kurven kann man die Defektparameter alleine nicht

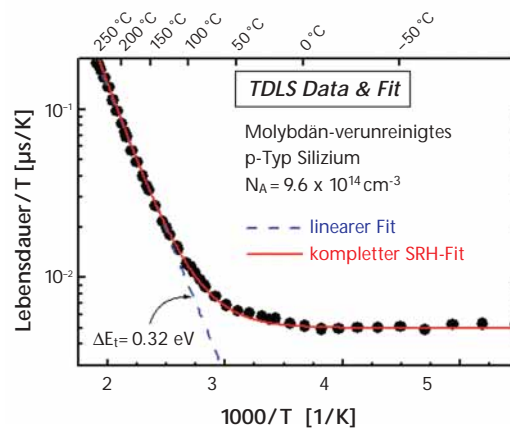


Abbildung 1
TDLS-Kurve einer gezielt molybdänverunreinigten Siliciumprobe: Direkte Bestimmung der Energietiefe aus dem „linearen Anstieg“ in der Arrhenius-Darstellung

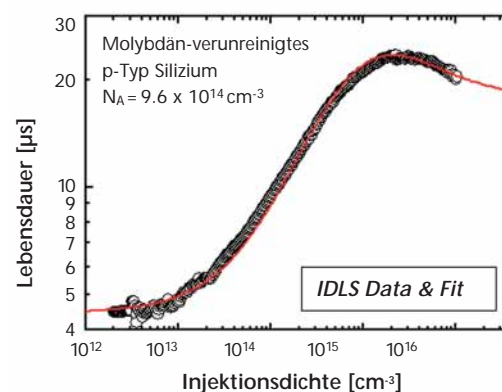


Abbildung 2
IDLS-Kurve der gleichen Siliciumprobe: Die kombinierte TDLS-IDLS-Analyse erlaubt die Identifikation des bekannten Molybdän-Donatorniveaus bei $E_t - E_V = 0,32$ eV.

eindeutig bestimmen [2, 4]. Diese Mehrdeutigkeit der Analyse kann überwunden werden, indem ein Satz von IDLS-Kurven, die entweder an mehreren Proben mit unterschiedlichen Dotierkonzentrationen oder aber an einer Probe bei unterschiedlichen Temperaturen gemessen wurden, einer simultanen SRH-Analyse unterzogen wird [2]. Insbesondere die zuletzt genannte Variante ist Gegenstand aktueller Forschung [5].

Die Mehrdeutigkeit der spektroskopischen Ergebnisse, die aus der isolierten Betrachtung der TDLS-Kurve und der IDLS-Kurve resultiert, lässt sich elegant auch dadurch überwinden, dass man die Ergebnisse beider Untersuchungen kombiniert [3]. Modelliert man die IDLS-Kurve in Abb. 2 unter Verwendung der aus der TDLS-Messung exakt bestimmten Energietiefe des Defektes von 0,32 eV, so stellt sich heraus, dass dies nur für einen Defekt in der unteren Bandlückenhälfte möglich ist, nicht aber für einen Defekt in der oberen Bandlückenhälfte. Somit erlaubt die Kombination von IDLS und TDLS eine eindeutige Identifikation des relevanten Molybdänniveaus in der unteren Bandlückenhälfte bei $E_t - E_v = 0,32$ eV. Dieses Ergebnis stimmt gut mit dem Energieniveau des Molybdän-Donatorniveaus überein, das in der Literatur mittels DLTS bei $E_t - E_v = 0,30$ eV lokalisiert wurde [6]. Somit ist das Donatorniveau als das rekombinationsaktive Niveau einer Molybdänverunreinigung identifiziert.

Der ultimative Test für die Praxistauglichkeit der Lebensdauerspektroskopie ist die Anwendung auf den eingangs erwähnten rekombinationsaktiven Defekt in bordotiertem Czochralski-Silizium. Wie eingangs erwähnt, konnte dieser äußerst „schädliche“ Defekt mit keiner der Standardtechniken identifiziert werden. Erst kürzlich gelang es Rein et al. [4] seine elektrischen Eigenschaften mittels Lebensdauerspektroskopie zu entschlüsseln.

Es kann also festgehalten werden, dass es durch eine Kombination von TDLS und IDLS prinzipiell möglich ist, den charakteristischen „Fingerabdruck“ des dominanten Defektes an einer einzelnen Probe zu bestimmen. Die Konsistenz der spektroskopischen Ergebnisse und ihre gute Übereinstimmung mit Werten aus der Literatur zeigen die Leistungsfähigkeit der Lebensdauerspektroskopie für die Defektcharakterisierung.

2. Elektrisch detektierte magnetische Resonanz Spektroskopie – EDMR

Die elektrische Aktivität eines Defekts lässt sich, wie oben gezeigt, sehr empfindlich und elegant mittels der Lebensdauerspektroskopie untersuchen. Diese Methode erlaubt aber keine direkte mikroskopische Identifizierung des Defektes.

Dies liefert die **Elektronen-Spin-Resonanz (ESR)**, die den Defekt über seinen magnetischen Fingerabdruck (Paramagnetismus) identifiziert. Das Prinzip der ESR macht sich zunutze, dass viele Defekte ein magnetisches Moment, den Spin (in der Regel Spin 1/2), besitzen, der in einem äußeren Magnetfeld zwei diskrete, energetisch unterschiedliche Einstellungen annehmen kann. Dies lässt sich klassisch mit der parallelen und antiparallelen Ausrichtung eines Stabmagneten in einem äußeren Magnetfeld vergleichen. Die Größe der energetischen Aufspaltung hängt dabei linear von der Stärke des äußeren Magnetfeldes ab (Zeeman-Effekt).

Zwischen den Energieniveaus können durch Einstrahlung eines elektromagnetischen Wechselfeldes Übergänge resonant angeregt und vermessen werden. Im Bild des Stabmagneten bedeutet ein ESR-Übergang die Drehung des Stabmagneten um 180° , im Bild des Elektronenspins entspricht dies der Drehung seines magnetischen Moments (Spin Flip). Aus der Intensität der Übergänge lässt sich die Anzahl der Defekte in der Probe bestimmen. Linienform und -lage lässt Rückschlüsse auf die mikroskopische Struktur der Defekte zu.

In der Regel wird als Strahlungsquelle eine Mikrowelle mit einer festen Frequenz von ca. 9,5 GHz eingesetzt (X-Band) und deren Absorption als Funktion des äußeren Magnetfelds B_0 gemessen. Da die Energieaufspaltung in der ESR mit nur 10^{-4} eV extrem klein ist, können auch geringfügige Energieänderungen, die z. B. durch innere Magnetfelder hervorgerufen werden (Verunreinigungen, Kristallfelder etc.) leicht vermessen werden. Hieraus lassen sich Informationen über die lokale Umgebung der Defekte gewinnen. Ist das Zentrum in eine symmetrische Umgebung z. B. eines Kristalls eingebaut, kann sich durch Drehen des Kristalls im Magnetfeld die Energie-

aufspaltung verändern, woraus sich die Einbau-konfiguration von Atomen in Kristallen bestimmen lässt.

Die Nachweisgrenze für siliciumtypische Defekte liegt bei ca. 10^{12} Spins. Da das Probenvolumen bei ESR-Untersuchungen sehr klein ist, reicht für die Untersuchung von Absorbieren in Dünnschicht-solarzellen diese Nachweisgrenze bei weitem nicht aus [7]. Die ESR liefert im Gegensatz zur DLTS oder zur Lebensdauerspektroskopie in der Regel keine Information über die elektronische Aktivität der paramagnetischen Defekte. Sie kann „nur“ identifizieren.

Beide Nachteile verschwinden, wenn der Defekt indirekt über den Transport nachgewiesen wird. Diese Methode nennt sich **elektrisch detektierte magnetische Resonanz (EDMR)** [8] und wird erfolgreich für die Untersuchung des Degradations-verhaltens von pin-Solarzellen aus amorphem Silicium (a-Si:H) [7] sowie in mikrokristallinem Silicium ($\mu\text{-Si:H}$) [9–11] eingesetzt. Die EDMR nutzt die Tatsache, dass die Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen paramagnetischen Zuständen der Spinauswahlregel unterliegen (siehe Abb. 3). Solche Übergänge finden z. B. zwischen energetisch flachen Zuständen nahe der Leitungsbandkante und einem in der Bandlücke liegenden Defekt statt.

Die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem Übergang kommt, hängt vor allem von der Spin-orientierung der in den beiden Zuständen befindlichen Elektronen ab, weshalb man hier von einem Spinpaar spricht. Sind die Spins des Pairs parallel ausgerichtet ($\uparrow\uparrow$, $\downarrow\downarrow$: *Triplettzustand*, linkes Paar in Abb. 3), so ist die Übergangswahrscheinlichkeit niedrig, bei entgegengesetzter Spinausrichtung ($\uparrow\downarrow$, $\downarrow\uparrow$: *Singulettzustand*, rechtes Paar in Abb. 3) ist sie deutlich größer. Dieser Spinauswahlregel liegt ein fundamentales physikalisches Prinzip zu Grunde: das Pauli-Prinzip. Es besagt, dass sich die Elektronen nach dem Übergang in mindestens einer Quantenzahl unterscheiden müssen, wenn sie sich im gleichen Energieniveau befinden. In unserem Fall unterscheiden sie sich also im Spin. Die Tatsache, dass sich der Spin beim Übergang nicht einfach ändern kann – dies ist nur durch eine Wechselwirkung mit elektromagnetischer Strahlung der passenden Energie möglich – führt dazu, dass

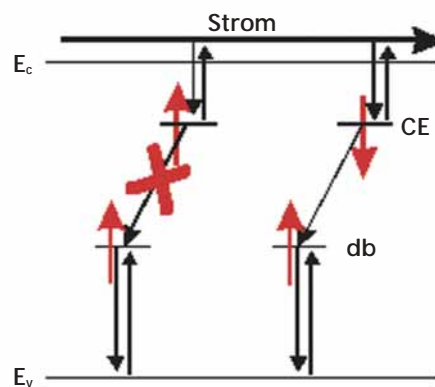


Abbildung 3
Energieschema der spinabhängigen Rekombination zwischen Bandausläuferzuständen (CE) und dangling bonds (db) in $\mu\text{-Si:H}$, wie sie bei tiefen Temperaturen beobachtet werden

die Einfangzeit aus einem Triplettzustand langsamer ist als aus einem Singulettzustand.

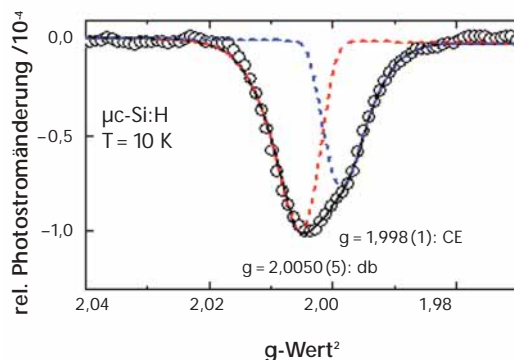
Durch stimuliertes Flipping des Spins eines am Übergang beteiligten Zustands mittels ESR kann der Einfangquerschnitt eines Defekts selektiv erhöht werden. Dies kann nun als Stromänderung z. B. im Kurzschlussstrom einer Solarzelle beobachtet werden, wenn sie als Funktion des Magnetfelds aufgezeichnet wird. Der magnetische „Fingerabdruck“ des Defekts hinterlässt sozusagen seine Spuren im Probenstrom. Ist die Spin-Spin-Wechselwirkung der am Übergang beteiligten Ladungsträger gering, beobachtet man immer zwei EDMR-Resonanzen, da sich beide Spins unabhängig voneinander manipulieren lassen. Ist die Wechselwirkung hingegen groß, können die Partner nicht mehr individuell manipuliert werden und das Spinpaar verhält sich nun wie ein Exziton mit Spin $S = 1$. Dies wird im EDMR-Spektrum nur noch als einzelne Linie beobachtet.

Die Dynamik der spinabhängigen Übergänge kann mittels der gepulsten EDMR bestimmt werden. Bei dieser erst vor kurzem am HMI entwickelten Methode [12–14] werden die Spins durch sehr kurze, intensive Mikrowellenpulse manipuliert und die nachfolgende Stromantwort gemessen. Aus diesen Stromtransienten können unter bestimmten Voraussetzungen die wesentlichen Parameter des Übergangs wie z. B. der Singulett- oder Triplett-einfangquerschnitt, die Kopplungsstärke oder die energetische Tiefe der beteiligten Zustände bestimmt werden.

Abb. 4 zeigt ein EDMR-Spektrum, welches im Kurzschlussstrom einer $\mu\text{-Si:H}$ pin-Solarzelle bei $T = 5$ K gemessen wurde [15]. Das Spektrum setzt sich aus zwei Linien bei $g = 2,005$ und

$g = 1,998$ zusammen, deren Ursprung aus ESR-Untersuchungen bekannt sind [10]. Sie werden nicht abgesättigten Bindungen (dangling-bonds, db) des Siliciums, die an Korngrenzen lokalisiert sind, sowie flachen Bandausläuferzuständen (CE) nahe der Leitungsbandkante zugeordnet. Dass zwei Linien im EDMR-Spektrum beobachtbar sind, belegt, dass beide Partner nur sehr schwach miteinander wechselwirken und daher einem Tunnelübergang zuzuordnen sind (Abb. 3) [10]. Mit zunehmender Temperatur verschwindet der Beitrag des CE-Signals und bei Raumtemperatur wird nur noch eine Linie bei $g = 2,005$ beobachtet. Dies wird zwar in Abb. 4 nicht gezeigt, deutet sich aber durch die höhere Intensität der db-Linie an. Diese einzelne Linie in Abb. 4 entsteht durch den Triplettzustand der angeregten, negativ geladenen dangling bonds (dbs), wie sie kurzfristig beim direkten Einfang eines Elektrons aus dem Leitungsband in neutrale dbs entstehen [9, 12]. Die energetische Tiefe dieses angeregten Defekts liegt mindestens 48 meV unterhalb der Leitungsbandkante und kann mit anderen spektroskopischen Methoden nicht nachgewiesen werden, da die angeregten dbs durch die hohe Dichte der Bandausläuferzustände maskiert werden [12, 15].

Abbildung 4
Das EDMR-Spektrum einer $\mu\text{c-Si:H}$ pin-Solarzelle (Symbole) zeigt die Beteiligung von CE- und db-Zentren an der Rekombination.



Aus der Untersuchung ergibt sich, dass der Singulett- und nicht der Triplettzustand bestimmend für die elektrischen Eigenschaften von Solarzellen ist. EDMR-Untersuchungen am Dunkelstrom in $\mu\text{c-Si:H}$ pin-Solarzellen haben gezeigt, dass der Rekombinationsprozess in der Raumladungszone stattfindet und die elektrischen

Eigenschaften der Zelle bestimmt [15]. Da ein ähnliches Verhalten auch für dangling bonds an Si/SiO₂-Grenzflächen sowie in a-Si:H beobachtet wird, glauben wir, dass der hier beobachtete Einfangprozess über den angeregten Zustand eine fundamentale Eigenschaft von dangling bonds ist [12].

Inwieweit die EDMR zur mikroskopischen Aufklärung Defekten in bordotiertem Czochralski-Silicium beitragen kann, die die in der Einführung beschriebene Degradation verursachen, muss sich noch zeigen. Für das Verständnis der Rekombination in $\mu\text{c-Si:H}$ und a-Si:H hat sich die EDMR aber als unverzichtbar erwiesen.

Zusammenfassung

Mit der Lebensdauerspektroskopie und der EDMR-Technik stehen zwei äußerst empfindliche Methoden zur Verfügung, die eine Identifikation der rekombinationsaktiven – und damit für die Photovoltaik relevanten – Defekte erlauben. Beide Methoden sind in der Lage, einen Teil der eingangs gestellten Fragen zu beantworten.

Die Lebensdauerspektroskopie ist für alle rekombinationsaktiven Defekte empfindlich und erlaubt prinzipiell eine vollständige Charakterisierung des in einer Probe dominanten Defektes. Der bestimmte Satz an elektrischen Defektparametern ermöglicht sowohl die Identifikation des Defektes als auch die Simulation seiner Wirkung auf die Solarzellenleistung. Über den strukturellen Ursprung und die chemische Umgebung des Defektes gibt dagegen die EDMR-Technik Aufschluss. Sie ist auch in der Lage, verschiedene Defekte voneinander zu trennen. Allerdings ist die Detektion auf jene rekombinationsaktiven Defekte beschränkt, die auch eine Spinabhängigkeit zeigen. Aufgrund dieser partiellen Komplementarität beider Methoden, sollte ihr kombinierter Einsatz eine noch exaktere Identifikation der relevanten Verunreinigungen ermöglichen.

² Der g-Wert beschreibt die Spin-Eigenschaften eines Elektrons

Literatur

- [1] S. W. Glunz, S. Rein, J. Y. Lee und W. Warta, *J. Appl. Phys.* 90, 2397–404 (2001)
- [2] S. Rein, T. Rehrl, W. Warta und S. W. Glunz, *J. Appl. Phys.* 91, 2059–2070 (2002)
- [3] S. Rein, P. Lichtner, W. Warta und S. W. Glunz, *Proc. 29th IEEE PVSC (New Orleans, 2002)*, 190–193
- [4] S. Rein and S. W. Glunz, *Appl. Phys. Lett.* 82, 1054–56 (2003)
- [5] J. Schmidt, *Appl. Phys. Lett.* 82, 2178–80 (2003)
- [6] L. Börnstein, *Semiconductors*, Springer-Verlag, Berlin, 1984
- [7] K. Lips und W. Fuhs, *J. Appl. Phys.* 74, 3993–3999 (1993)
- [8] D.J. Lepine, *Phys. Rev. B* 6, 436–441 (1972)
- [9] K. Lips und C. Boehme, *J. Material Science – Materials in Electronics* 14, 635–639 (2003)
- [10] K. Lips, K. Kanschäat und W. Fuhs, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 78, 513–541 (2003)
- [11] K. Lips, W. Fuhs und F. Finger, *Proc. 29th IEEE PVSC (New Orleans, 2002)*, 1166–1169
- [12] C. Boehme, *Dynamics of spin-dependent charge carrier recombination*, Doktorarbeit, Philipps-Universität (2003)
- [13] C. Boehme und K. Lips, *Appl. Phys. Lett.* 79, 4363 (2001)
- [14] C. Boehme und K. Lips, *Phys. Rev. B*, zur Veröffentlichung angenommen (2003)
- [15] K. Lips, C. Boehme und W. Fuhs, *Recombination in silicon thin-film solar cells – a study of electrically detected magnetic resonance*, in *IEE Proc.-Circuits Devices Syst.*, edited by S.O. Kasap und Harry Colson (2003), in print

Lebenszyklusanalyse und Recyclingkonzepte für Solarmodule

Dr. Johann Springer
ZSW
johann.springer@zsw-bw.de

Niels Warburg
Universität Stuttgart,
Institut für Kunststoff-
prüfung und Kunststoff-
kunde
warburg@
ikp2.uni-stuttgart.de

Katharina Wörising
Fraunhofer-Institut für
Chemische Technologie
woersing@ict.fraunhofer.de

Ökobilanz und ganzheitliche Bilanzierung

Der Lebenszyklusanalyse von Solarmodulen, und dabei besonders der Energierückgewinnungszeit wurde schon früh große Aufmerksamkeit zuteil seitens der Öffentlichkeit, der Industrie und der Wissenschaft. Die anfangs mit noch ungenügenden Daten und Methoden hergestellten Analysen und teilweise unangemessene Vergleiche mit herkömmlichen Energiesystemen führten dazu, dass sich falsche Ansichten über die Energieernte von PV-Systemen festsetzten, die bis heute nicht vollständig berichtigt sind. Doch eine große Zahl sorgfältig durchgeführter Studien (Tab. 1) zeigt, dass bei industrieller Herstellung von Solarmodulen erhebliche Erntefaktoren erzielt werden können.

Durch ihre systematische und genormte Vorgehensweise [7] liefern Ökobilanzen von Solarmodulen wichtige vergleichende Beiträge zur Objektivierung der Umweltdiskussion im Bereich der Energie und der Berechnung der Energierückgewinnungszeit.

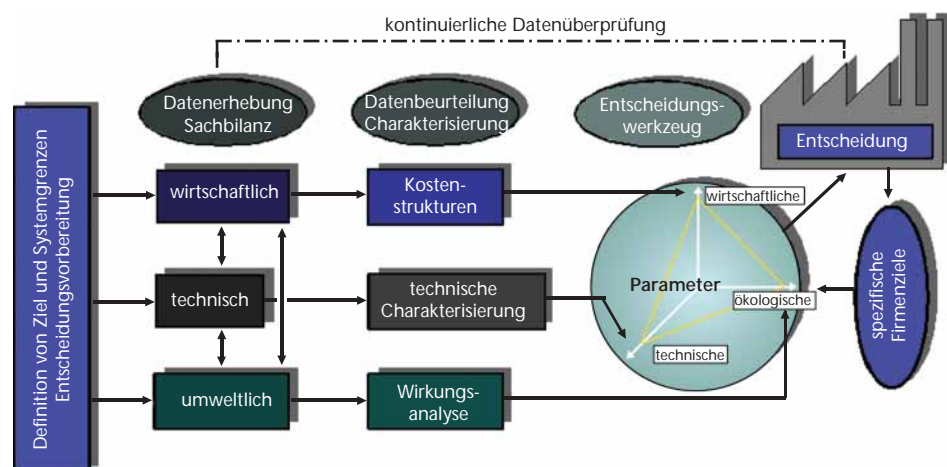
Ganzheitliche Bilanzierung

Die Methode der ganzheitlichen Bilanzierung [8] ist eine Erweiterung der Ökobilanz, da diese alleine als Entscheidungshilfe bei der Industrie oft nicht ausreicht. Sie analysiert zusätzlich die ökonomischen und technischen Aspekte entlang der Prozesskette und liefert über ein Bewertungsschema ein Entscheidungswerkzeug (Abb. 1).

Tabelle 1
Beispiele vorhandener Studien zur Lebenszyklusanalyse von Solarmodulen [1–6, 9, 12]

Quelle	Gegenstand	Jahr
KFA Jülich	kumulierter Energieverbrauch von Solarzellen und PV-Kraftwerken	1998
FZ-Jülich	umweltrelevante Stoffströme bei der Herstellung verschiedener Solarzellen	1990
Schweizer Bundesamt für Energiewirtschaft	Ökoinventare für Energiesysteme, Silicium-Materialien, komplette Anlagen	1994
FH Aachen, FZ-Jülich	Prozesskettenanalyse zum CdTe-Solarmodul	1995
TU München	Lebenszyklusanalyse von Dünnschichtsolarmodulen (CIS und CdTe)	1997
Uni Oldenburg	integrierte Betrachtung der Umweltauswirkungen von PV-Technologien	1998
Unis Utrecht und Rom	EPBT (Energy Pay Back Time) of PV Energy Systems	1998
Öko-Institut	Lebenszyklusanalyse von PV und Diesel getriebenen Pumpen	2000

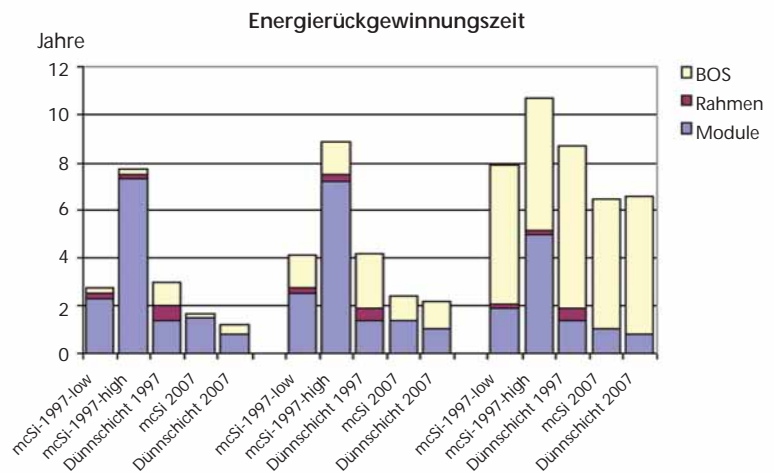
Abbildung 1
Schema der ganzheitlichen Bilanzierung



Energierückgewinnungszeit und Erntefaktor

Der Teilaspekt Energierückgewinnungszeit (EPBT) bzw. Erntefaktor der Ökobilanz von Photovoltaikmodulen ist in zahlreichen Studien bearbeitet worden [9–12]. Ein Beispiel für das Ergebnis einer gründlich recherchierten Berechnung [5] der Energierückgewinnungszeiten von Solarmodulen zeigt *Abb. 2*. Die Autoren vergleichen die Dauer von aktuell errechneten Energierückgewinnungszeiten multikristalliner Siliciummodule und Dünnschichtsolarmodulen mit einer Prognose für das Jahr 2007 und unterscheiden zwischen netzgebundenen Großanlagen, dachintegrierten Anlagen und Solar-Home-Systemen. Der Anteil von Rahmen und Systemkomponenten wird dabei gesondert ausgewiesen. Es zeigt sich, dass bei Dünnschichtsolarmodulen und vor allem bei Solar-Home-Systemen der Anteil der Systemkomponenten beträchtlich ist.

Aus der Zusammenstellung ergibt sich, dass, unabhängig von der Zelltechnologie, auch unter ungünstigen Bedingungen und pessimistischen Annahmen die Energierückgewinnungszeiten so niedrig liegen, dass bei üblichen 25 Jahren Einsatzdauer Erntefaktoren von mindestens 5, bei optimistischen Annahmen und günstigen Bedingungen Erntefaktoren über 50 erzielt werden können. Dabei liegen tendenziell die Erntefaktoren von Dünnschichtmodulen höher als die von kristallinen Siliciummodulen und



Low=optimistische, high=pessimistische Annahmen von kristallinen Siliciummodulen und Dünnschichtsolarmodulen unter Einbeziehung von Rahmen und Systemkomponenten – Berechnungen für mediterrane Sonneneinstrahlung [12]

die von polykristallinen höher als die von monokristallinen Modulen.

Abbildung 2
Analyse (1997) und Prognose (2007) der Energierückgewinnungszeiten

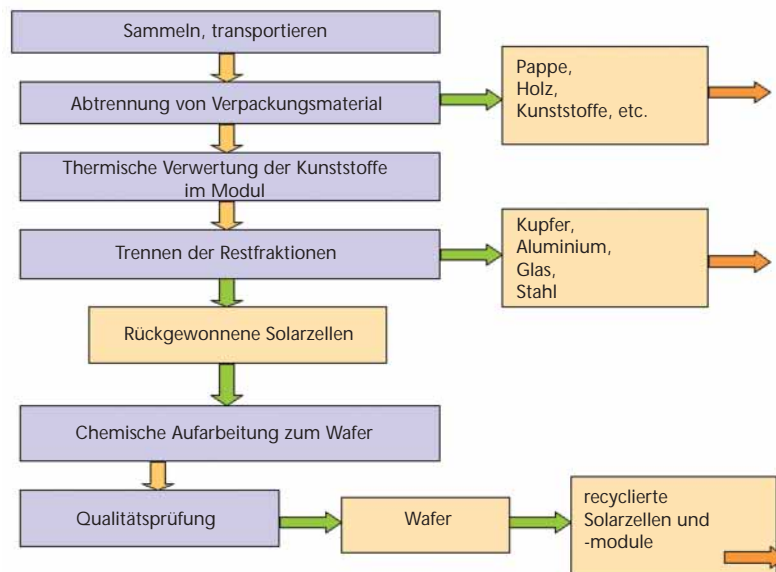
Recycling von Solarmodulen

Recycling von Solarmodulen wird motiviert durch das Umweltbewusstsein der Klientel, durch gesetzliche Vorgaben (Elektro- und Elektronikschrottrichtlinie der EU) und durch die Möglichkeit der Rückgewinnung wertvoller Solarzellen oder Materialien. Sowohl für Solarmodule mit kristallinem Silicium als auch für

Institution	PV-Module/Verfahren	Stadium
Deutsche Solar AG [13]	c-Si/thermische Trennung des Modulverbunds Wiederaufarbeitung der Wafer	Pilotfertigung (Freiberg)
SOLTECH (Belgien) [14]	c-Si/Pyrolyse im Durchlaufofen oder Fließbettreaktor Waferrückgewinnung	Pilotmaschine
Solar Cells Inc. [15]	c-Si/thermische Trennung des Modulverbunds; Si rohstofflich oder als Wafer	Labor
Solar Cells Inc.	CdTe/Zerkleinerung, chemische Auflösung und Trennung	Pilotstadium (mobile Anlage)
Antec Solar GmbH [16]	CdTe/Zerkleinerung, thermische Behandlung, Ätzen mit Cl	Patent
Showa Shell [17]	CIGS/mechanisch-thermische Trennung des Verbunds, Säurebehandlung, Abschaben des CIGS, Lösungsaufarbeitung	Labor
Interphases Research [18]	CIGS/elektrochemisches werkstoffliches Recycling von CIGS	Labor
Drinkard Metalox Inc.	CIGS und CdTe/Metallrückgewinnung durch Elektrolyse	Pilotfabrik geplant (1998)
BPSolar [19]	c-Si/Auflösung des Modulverbunds mit Säure, Waferrückverwendung	Labor
Uni Utrecht	a-Si/Komplettverwertung für Flaschenglas Wiederverwertung der Substrate inkl. TCO	Experimentell (1995)

Tabelle 2
Verschiedene Ansätze zum Recycling von Solarmodulen

Tabelle 3
Solarmodulrecycling bei
der Deutschen Solar AG



Dünnschichtsolarmodule gibt es weltweit zahlreiche Ansätze zum Recycling (Tab. 2) im Laborstadium aber auch bereits im Pilotstadium, wovon insbesondere die Aktivität der Deutsche Solar AG (Tab. 3) hervorzuheben ist. Eine wichtige Voraussetzung für effizientes Recycling ist die Schaffung eines Sammelsystems. In der Anfangsphase wird ein großer Teil des zu bearbeitenden Materials aus Produktionsabfällen bestehen, da Solarmodule sehr langlebige Produkte sind und mit massenhaften Rückströmen von ausgedienten Modulen noch lange nicht zu rechnen ist. Mit dem entsprechenden Zeitverzug von 20 bis 30 Jahren wird aber das Aufkommen an ausgedienten Modulen der Jahresproduktionskapazität nahe kommen. Bei weiterhin hohen Wachstumsraten in der PV-Branche rechnet man um 2030 weltweit mit 200 MWp (oder etwa 300.000 Tonnen) Modulschrott. Im Vergleich mit anderen Schrottarten ist das nicht viel, umso höher sind die Anforderungen an eine effiziente Abfalllogistik.

Die Kostensituation des Modulrecyclings wird sehr stark von der Möglichkeit der Rückgewinnung auf hohem Wertniveau abhängen. Daher ist stets auch die Möglichkeit der Wiederverwendung auf Produktniveau zu prüfen. Bei Siliciummodulen ist die Wiedergewinnung von Si-Wafern als Grundlage für recycelte Zellen ein realistisches Ziel. Dies ist auch im Hinblick auf die Energiebilanz der Module vorteilhaft. Eine Analyse der Deutsche Solar AG ergab, dass über eine Rückgewinnung der unbeschädigten

Solarzellen und Wafer eine Kostendeckung für die Verwertung erreicht werden kann. Bei Dünnschichtsolarmodulen erscheint zunächst nur die rohstoffliche Wiedergewinnung des gewichtsmäßig dominierenden Glasanteils (gegebenenfalls auch Aluminiumrahmen) lohnend.

Im Hinblick auf die Rohstoffsituation sowie mögliche Preisentwicklungen wird aber auch die Rückgewinnung der in geringen Massenanteilen vorliegenden Materialien der Solarmodule, wie z. B. Indium oder Tellur, attraktiv werden. Kostendeckung für den Recyclingprozess ist aber wesentlich schwerer zu erzielen als bei der Wiedergewinnung von Siliciumsolarmodulen, so dass bei den Dünnschichtsolarmodulen voraussichtlich mit höheren Annahmehöhen gerechnet werden muss.

Daraus resultiert, dass eine Rücknahme- und Recycling-Infrastruktur für Dünnschichtsolarmodule nur durch gesetzliche Rahmenbedingungen oder unter dem Druck des Marktes etabliert werden wird. Die technologischen Voraussetzungen für den Aufbau einer Recyclinganlage für Dünnschichtsolarmodule, wie sie schematisch in Tab. 4 gezeigt ist, sind vorhanden. Komponenten aus Altglasrecycling, Materialtrennung und -anreicherung, Aufbereitung metallbefrachteter Lösungen, Galvanotechnik und Reinigungstechnik müssen in geeigneter Weise kombiniert und angepasst werden. Damit ist technisch eine Trennung aller Komponenten bis hin zum reinen Rohstoff möglich. Aus öko-

nomischen Gründen werden aber Kompromisse eingegangen werden müssen, z. B. thermische Verwertung von Kunststofffraktionen und Depolimerung von wertstoffarmen Restfraktionen.

Einfluss des Recycling auf die Ökobilanzergebnisse

Neben der offensichtlichen Schonung von Ressourcen durch Recycling gibt es eine Reihe weiterer Gründe, die Lebenswegphase „Recycling/Entsorgung“ detailliert zu betrachten. Das Problem des „Shifting of Burdens“, ein Verschieben von Umweltauswirkungen in andere Phasen des Lebenszyklus, kann auch in der Lebenszyklusphase „Recycling/Entsorgung“ auftreten. Aus diesem Grunde ist es essentiell, Ökobilanzen zu erstellen. Durch die Rückgewinnung von Materialien im Recycling wird gegebenenfalls die Produktion entsprechender Primärmaterialien reduziert, die in der Regel höhere Emissionen und Energieverbräuche pro kg Material erfordern als der Recyclingprozess. Es ergibt sich ein Netto-Gewinn der den Solarzellen in der Gesamtbetrachtung gutgeschrieben wird. Dies hat auch einen entsprechenden Einfluss auf die Energierückgewinnungszeit.

Durch Ökobilanzen kann der „umweltliche Break-Even“ bestimmt werden, d. h. wie viel Aufwand (im Sinne von Energieverbrauch und Emissionen) ist gerechtfertigt, um durch das Recycling eine Netto-Umweltentlastung im Vergleich zur Primärproduktion zu erreichen. Bis zu welcher Tiefe „lohnt“ sich die Zerlegung der Solarzellen und wo ist es umweltlich besser, den Recyclingprozess abzurechnen bzw. müssten effektivere Recyclingprozesse eingesetzt werden? Im von der EU im Rahmen des 5. Forschungsrahmenprogramms geförderten Projekt „SENSE“ werden entsprechende Ökobilanzen in Kooperation zwischen Herstellern und Forschungsinstituten erstellt. Zudem werden Recyclingverfahren für Dünnschicht solarzellen praktisch entwickelt. Ziel sind also im Sinne der Nachhaltigkeit optimierte Solarzellen unter Betrachtung des gesamten Lebensweges von der Rohstoffherstellung bis zum Recycling.

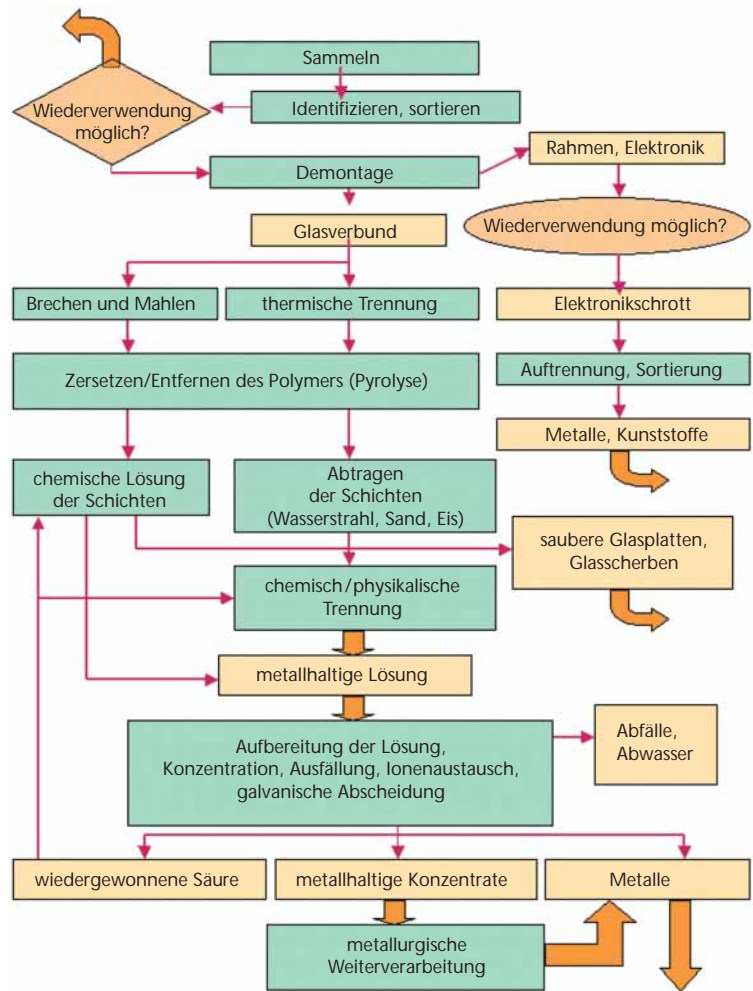


Tabelle 4
Übersicht für ein Recycling-Konzept von Dünnschicht-Solarmodulen

Literatur

- [1] G. Hagedorn, S. Lichtenberger, H. Kuhn: Kumulierter Energieverbrauch für die Herstellung von Solarzellen und photovoltaischen Kraftwerken, Abschlußbericht BMFT-Projekt 0328830B, Jülich, 1989
- [2] G. Hagedorn, E. Hellriegel: Umweltrelevante Stoffströme bei der Herstellung verschiedener Solarzellen, Angewandte Systemanalyse Nr. 67, Berichte des Forschungszentrums Jülich 2636
- [3] R. Frischknecht et al.: Ökoinventare für Energiesysteme, Schlussbericht des BEW/NEFF-Forschungsprojekts „Umweltbelastung der End- und Nutzenergiebereitstellung“, Zürich 1994
- [4] T. Reetz: Prozesskettenanalyse zum CdTe-Solarmodul, Interner Bericht KFA-STE-IB-2/93, Jülich 1993
- [5] H. Steinberger, Lebenszyklusanalyse von Dünnschichtsolarmodulen auf der Basis der Verbindungshalbleiter CdTe und CIS, Dissertation, München 1997
- [6] U. R. Fritsche, V. Lenz, Life-cycle Analysis of PV and Diesel Pumps for Irrigation in Developing Countries, Öko-Institut, Darmstadt 2000
- [7] European Committee for Standardization: EN ISO 14041
- [8] P. Eyerer, Ganzheitliche Bilanzierung – Werkzeug zum Planen und Wirtschaften in Kreisläufen, Springer-Verlag, Heidelberg-Berlin, 1996
- [9] J. Möller, D. Heinemann, D. Wolters, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 1998
- [10] K. E. Knapp, T. L. Jester, IEEE Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Anchorage 2000
- [11] B. Sorensen, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 1998
- [12] E. A. Alsema, P. Frankl, K. Kato, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien, 1998
- [13] K. Wambach: Recycling of PV modules, 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien 1998
- [14] L. Frisson, K. Lieten, T. Bruton, K. Declerck, J. Szlufcik, H. de Moor, M. Goris, A. Benali, O. Aceves: Recent improvements in industrial PV module recycling, 16th European Solar Energy Conference, Glasgow, 2000
- [15] J. Bohland, T. Dapkus, K. Kamm, K. Smigielski: Photovoltaics as hazardous materials; the recycling solution, 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Wien 1998
- [16] D. Bonnet, Antec Solar GmbH: Recyclingverfahren für CdTe/CdS Dünnschichtsolarmodulen, Europäisches Patent EP1187224A1
- [17] K. Kushiya, M. Ohshita, M. Tanaka: Development of recycling and reuse technologies for large-area CIGS based thin-film modules, 3rd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Osaka, 2003
- [18] S. Menezes: Investigation of electrochemical processes for synthesis and removal of CIS films, Mat. Res. Soc. Symp. Proc. vol. 426, 1996, 189
- [19] T. Bruton, R. D. W. Scott, J. P. Nagle, M. C. M. Man, A. D. Fackerall: Recycling of high energy content, high value components of silicon PV modules, 12th European Photovoltaic Energy Conference, Amsterdam 1994

Solarmodule mit integriertem Wechselrichter

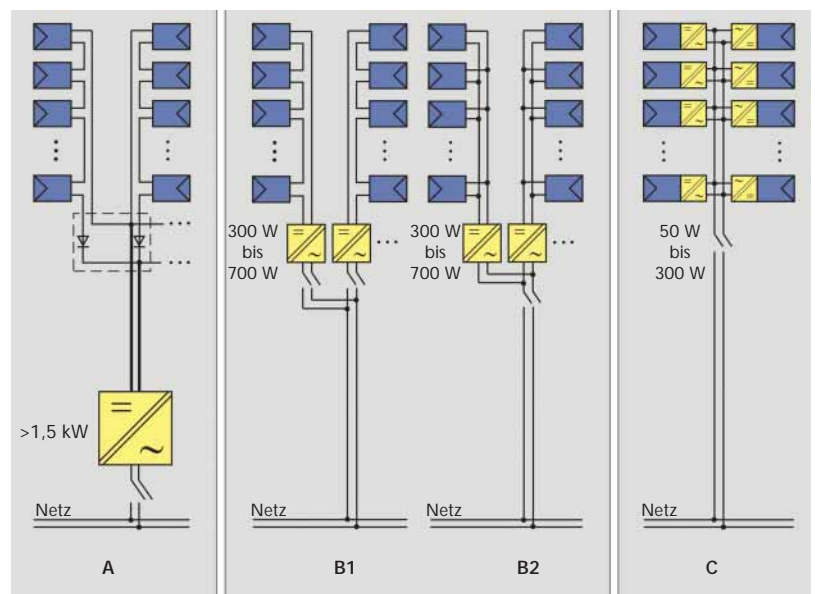
Systemtechnik netzparalleler Photovoltaik-Anlagen

Ein leistungsmäßig sehr großer Anteil der Photovoltaik (PV)-Anlagen in Europa arbeitet im Netzparallelbetrieb. Das dichte Stromnetz und der geregelte Zugang zum Netz haben bewirkt, dass sich diese Technologie an der Schwelle zu einem Massenmarkt befindet. Im Verlauf der sehr dynamischen Entwicklung haben sich unterschiedliche Anlagentypen entwickelt (Abb. 1):

Anlagen mit zentralem Wechselrichter (A) markieren den Ursprung dieser Technologie. Hier werden zunächst die photovoltaischen Module zu Strängen in Reihe geschaltet. Der erzeugte Strom ergibt sich aus einer Parallelschaltung der Stränge. Die Leistung des PV-Generators wird von einem Wechselrichter ins Netz eingespeist. Diese Technologie kommt bei großen Anlagen, die über einen PV-Generator mit sehr homogener Bestrahlung verfügen, zum Einsatz. Das Stringkonzept (B) verwendet einen Wechselrichter pro Strang und ermöglicht bereits eine flexiblere Anlagenplanung. Unterschiedlich ausgerichtete Generatoren können ohne Fehlanpassung betrieben werden. Eine konsequente Fortsetzung der modularen Struktur des PV-Generators in der Energieaufbereitung stellt der modulintegrierte Stromrichter dar (C). Die Ausrüstung jedes einzelnen Moduls mit einem Kleinwechselrichter bietet einige Vorteile bei Planung und Betrieb der Anlage:

- energetisch optimierter Betrieb von Einzelmodulen (Fassadenanwendung)
- einfache und flexible Anlagenplanung
- spätere Erweiterungen der Anlage sind möglich
- Kleinstanlagen zum günstigen Einstieg in die PV-Technik
- geringere Einbußen bei Teilausfällen
- Diagnosesystem einfach zu implementieren
- Standardisiertes Bauelement für hohe Stückzahlen
- günstige Auslegung der Leistungselektronik durch geringere Variabilität der Eingangsspannung

Nachteilig sind das im Vergleich zu größeren Wechselrichtern ungünstige Preis-Leistungsverhältnis und der geringere Wirkungsgrad. Die Modulintegration führt zu einer hohen Temperaturbelastung der Bauelemente und kann sich negativ auf die Lebensdauer der Wechselrichter auswirken. Der Aufwand (Bauelemente, Eigenversorgung) für Regelung und Betriebsführung ist nahezu unabhängig von der elektrischen Leistung und erhöht bei kleinen Systemen die spezifischen Kosten. Bereits seit einiger Zeit wird intensiv an diesen Problemen gearbeitet und Modulstromrichter sind schon auf dem Markt verfügbar. Der Durchbruch dieser Technologie ist aber noch nicht erreicht.



Michael Viotto
ISET
mviotto@iset.uni-kassel.de

Dr. Erwin Lotter
ZSW
erwin.lotter@zsw-bw.de

Raymund Schäffler
Würth Solar GmbH
raymund.schaeffler@we-online.de

Schaltungsarten netzparalleler selbstgeführter Wechselrichter

Ein breiter Einsatz des Modulstromrichters erfordert eine wesentliche Senkung der leistungsspezifischen Kosten. Ein neues Konzept ist erforderlich, da auch die „großen“ Wechselrichter ständig weiterentwickelt werden und hier weiterhin sinkende Kosten erwartet werden. Da die Kosten für die Leistungselektronik stark

Abbildung 1
Netzparallele PV-Anlagen mit Zentralwechselrichter (A), Stringwechselrichter (B1, B2) und Modulstromrichter (C)

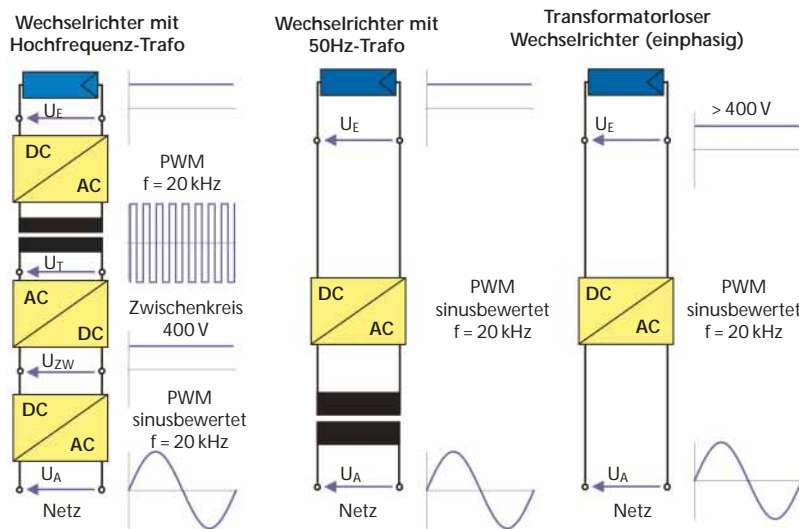
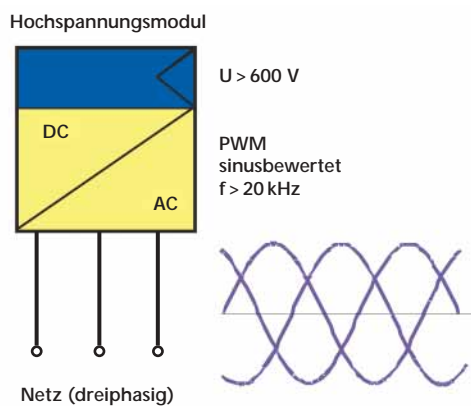


Abbildung 2
Schaltungsarten netzparalleler Wechselrichter

von der Schaltungsart abhängen, bietet es sich an, hier nach Verbesserungsmöglichkeiten zu suchen (Abb. 2).

Aufgrund der niedrigen Modulspannungen wird bisher eine hochsetzende Leistungselektronik zur Anpassung an die Netzspannung benötigt. Diese Schaltung muss sowohl die niedrigste zu erwartende Betriebsspannung auf über 350 V transformieren als auch der Leerlaufspannung des Moduls standhalten. Das Verhältnis zwischen diesen beiden Spannungen ist entscheidend für den Wirkungsgrad und die Kosten des Stromrichters. Eine häufig eingesetzte Schaltungsart für diesen Spannungsbereich besteht aus einer von Leistungstransistoren (MOS-FET) gebildeten einphasigen Wechselrichterbrücke mit einem nachgeschalteten Netztrafo, der sowohl die Spannungsanpassung als auch die galvanische Trennung von Modul und Netz sicherstellt.

Abbildung 3
Dreiphasiger Modulstromrichter



Diese Technologie ist erprobt und gilt als sehr zuverlässig. Das hohe Gewicht und die Baugröße des Netztrafos erschweren aber den Einsatz als Modulstromrichter.

Eine deutliche Reduktion bei Baugröße und Gewicht lässt sich durch den Einsatz einer leistungselektronischen Schaltung mit Hochfrequenztrafo erzielen. Diese Schaltungen bestehen aus einem Gleichspannungswandler, der auf einen internen Zwischenkreis von ca. 400 V speist, und einer nachgeschalteten Wechselrichterbrücke, die meistens aus preiswerten IGBT¹ besteht. Der Hochfrequenzübertrager ist deutlich kleiner und leichter als der Netztrafo. Ein Nachteil dieser Schaltungen ist der höhere Schaltungsaufwand durch den zusätzlichen Gleichspannungswandler. Doch insgesamt ermöglicht der Fortschritt auf dem Gebiet der leistungselektronischen Bauelemente heute die Konstruktion von Stromrichtern mit derartigen Hochfrequenztrafos. Diese Stromrichter übertreffen die Geräte mit Netztrafo beim Wirkungsgrad und sie sind auch zu konkurrenzfähigen Kosten produzierbar.

Die bei größeren PV-Anlagen häufig eingesetzten traflosen Geräte benötigen eine Gleichspannung von mindestens 400 V und kommen daher nach dem bisherigen Stand der Technik für einen Modulstromrichter nicht in Frage.

Wechselrichter mit Hochspannungsmodul

Inzwischen ermöglicht der Fortschritt sowohl in der Dünnschichttechnik als auch in der Leistungselektronik die Realisierung trafloser Modulstromrichter. Hier bietet sich eine Möglichkeit, die leistungsspezifischen Kosten durch kostengünstige Schaltungsarten deutlich zu reduzieren. Die zugrunde liegende Idee ist die Kombination eines direkt gekoppelten Wechselrichters mit einem Hochspannungs-Dünnschichtmodul (Abb. 3). Ein trafloser Wechselrichter ist deutlich kleiner, leichter und preiswerter als ein Gerät mit galvanischer Trennung. Abb. 4 zeigt das Einspar-

¹ IGBT = Isolated Gate Bipolar Transistor

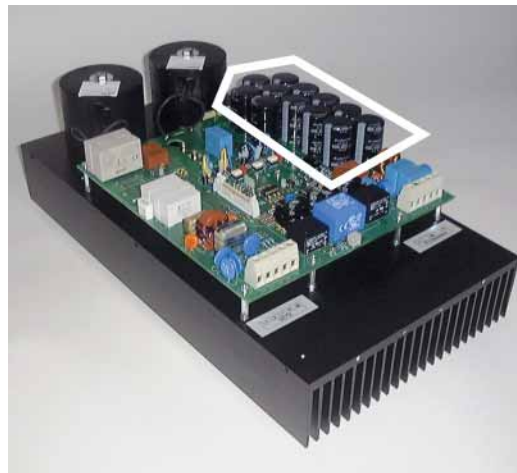


Abbildung 4 (links)
Weiß markierter Bereich: Einsparung durch transformatorlose Leistungselektronik am Beispiel eines Wechselrichters mit Hochfrequenztrafo und einer Nennleistung von 1,5 kW

Abbildung 5 (rechts)
Weiß markierter Bereich: Einsparung des Eingangskondensators durch dreiphasige Einspeisung am Beispiel eines Wechselrichters mit einer Nennleistung von 5,6 kW

potenzial durch diese Technologie. Ein trafoloses Gerät benötigt nur circa die Hälfte der Bauelemente. Darüber entfallen hier die teuren Bauteile wie Transformator, MOS-FET und Drossel des Spannungswandlers. Die weiterhin benötigten IGBT der Wechselrichterbrücke sind dagegen vergleichsweise preiswert.

Eine weitere Optimierung von Preis und Zuverlässigkeit ergibt sich durch eine dreiphasige Netzeinspeisung. In diesem Fall kann der Eingangskondensator, der bei einphasigen Geräten die Leistungswelligkeit übernimmt, deutlich kleiner ausgelegt werden oder ganz entfallen (Abb. 5). Dieses Bauelement hat einen wesentlichen Anteil am Preis des Wechselrichters und darüber hinaus eine begrenzte Lebensdauer bei erhöhten Betriebstemperaturen. Ein Verzicht auf diesen Kondensator führt also auch zu einer längeren Lebensdauer des Wechselrichters. Direkte Kopplung und dreiphasiger Betrieb ermöglichen in Kombination einen sehr viel kleineren, preiswerteren und zuverlässigeren Wechselrichter. Abb. 6 zeigt das gesamte Optimierungspotenzial beim Einsatz dieser Technologie.

Technologie eines Hochspannungsmoduls

Voraussetzung für den Einsatz dieses im letzten Kapitel beschriebenen Modulstromrichters ist die Verfügbarkeit von Solarmodulen mit hohen Ausgangsspannungen. Für eine dreiphasige Netzeinspeisung wird eine Spannung des

Moduls von ca. 600 V benötigt. Die maximale Fläche für ein Modul mit integriertem Stromrichter sollte wegen der Handhabbarkeit 2 m² nicht übersteigen. Eine Reihenschaltung von ca. 1000 Zellen auf einer Fläche von maximal 2 m² ist aber wirtschaftlich mit poly- oder monokristallinen Silicium-Solarzellen nicht durchführbar. Hier bieten sich Dünnschichttechnologien an, die über eine Strukturierung des Moduls kleinere Zellen ermöglichen. Die Anzahl der in Reihe zu schaltenden Solarzellen hängt von der eingesetzten Art der Dünnschichtsolarzellen ab (Tab. 1).

Material	U _{OC} [mV]	Wirkungsgrad [%]	Quelle
Cu(In,Ga)Se ₂	690	19,2	NREL
Cu(In,Ga)S ₂	895	10,1	HMI
CuGaSe ₂	894	8,4	IPE
Cu(In,Al)Se ₂	763	7,8	IEC
CuInS ₂	742	12,2	IPE
a-Si (unstab.)	887	12,7	Univ. Osaka
CdTe	845	16,5	NREL

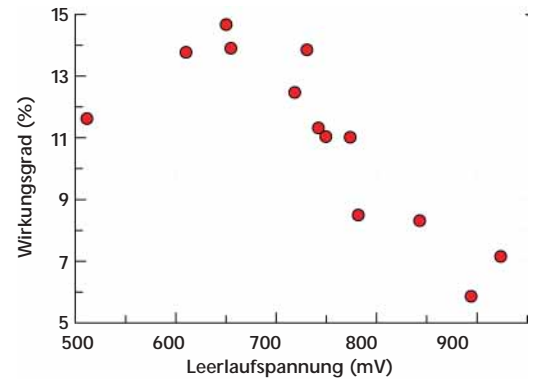
Tabelle 1
Vergleich einiger Dünnschichtsolarzellen
U_{OC} = Leerlaufspannung

Jede Strukturierung des Moduls reduziert die aktive Fläche und damit den elektrischen Ertrag. Eine hohe Zellenspannung ist daher anzustreben, um die aktive Fläche möglichst groß werden zu lassen. Eine Möglichkeit ist die Erhöhung des Galliumsgehalts der Solarzelle (Abb. 7). Der mit steigender Leerlaufspannung sinkende Wirkungsgrad begrenzt die Wirksamkeit dieser Maßnahme. Hier ist sorgfältig zwischen dem Mehrertrag aufgrund der vergrößerten aktiven Fläche und den Wirkungsgradeinbußen durch die Erhöhung des Galliumgehalts abzuwägen.

Abbildung 6 (links)
Weiß markierter Bereich: Einsparung des Eingangskondensators durch dreiphasige Einspeisung am Beispiel eines Wechselrichters mit einer Nennleistung von 5,6 kW



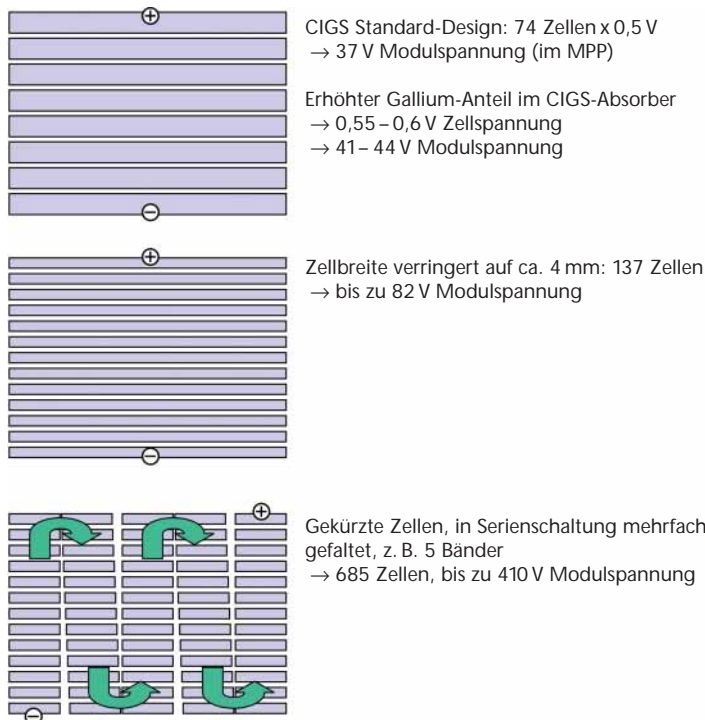
Abbildung 7 (rechts)
Veränderung des Wirkungsgrads von $Cu(In,Ga)Se_2$ -Solarzellen bei Erhöhung der Leerlaufspannung durch Erhöhen des Gallium-Gehalts im Absorber



Eine sehr effiziente Art der Spannungserhöhung ist die Strukturierung des Moduls in zwei Richtungen (Abb. 8). Bisher wurden Dünnschichtmodule in Streifen unterteilt. Durch eine Reihenschaltung vieler entsprechend schmaler Einzelzellen lässt sich eine hohe Ausgangsspannung erzeugen. Für die vorliegende Anwendung reicht diese Unterteilung in Streifen nicht aus. Bei einer Modullänge von 600 mm ergibt sich eine Zellenbreite von unter 1 mm mit einem erheblichen Verlust an aktiver Fläche. Eine weitere Strukturierung der Streifen wäre erforderlich. Die Abstände sind an die auftretenden hohen Spannungen zwischen den einzelnen Streifen anzupassen. Die geeignete Wahl des Gallium-

gehalts und eine neuartige Strukturierung bieten die Möglichkeit, Solarmodule mit einer Ausgangsspannung von 600 V herzustellen. Durch Kombination dieser Module mit einem optimierten direkt gekoppelten Wechselrichter entsteht ein neues Produkt, das gegenüber dem heutigen Stand der Technik eine wesentliche Verbesserung hinsichtlich Kosten, Wirkungsgrad und Zuverlässigkeit bietet.

Abbildung 8
Konstruktion eines CIS-Hochspannungsmoduls



Ausblick

Die Entwicklung eines kostengünstigen Solarmoduls mit integriertem Wechselrichter erfordert intensive Zusammenarbeit unterschiedlicher Fachgebiete:

- Halbleitertechnologie
- Modulfertigung
- Leistungselektronik
- Architektur und Bauingenieurwesen
- Normung und Standardisierung

Im Rahmen eines internationalen Forschungsvorhabens ist geplant, technische Lösungen zu diesem Thema zu erarbeiten und die Tragfähigkeit des Konzepts durch Tests in der Praxis zu erproben. Ziel ist ein Solarmodul mit integriertem Stromrichter, das durch die Kombination von hoher Modulspannung und moderner Schaltungstechnik eine Halbierung der Kosten für die Leistungselektronik ermöglicht und damit dieser Technologie den entscheidenden Impuls für eine breite Markteinführung geben kann.

Literatur

- Kleinkauf, W.: Photovoltaic Power Conditioning; 10th EPVSEC, Lisbon, Portugal, 1991
- Kleinkauf, W.; Sachau, J.; Hempel, H.: Developments in inverters for photovoltaic systems; 11th E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland, 1992
- M. Viotto, H. Hempel und U. Krengel: Kleinwechselrichter zum Aufbau von modularen PV-Anlagen. In: 8. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1993
- R. Geipel, B. Größ, W. Kleinkauf, U. Krengel, T. Krieger und M. Viotto: Untersuchungen zur Entwicklung modulatorientierter Stromrichter für netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen. In: 10. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1995
- Reliability and accelerated life tests of the AC module mounted OKE4 inverter
H. Oldenkamp, I. J. de Jong, C. W. A. Baltus, S. A. M. Verhoeven, S. Elstgeest, 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Washington D. C., 1996
- H. Oldenkamp, I. J. de Jong, Next generation of AC module inverters, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, Austria, 6–10 July 1998

Multifunktionale Nutzung photovoltaischer Anlagen

Dr. Christian Bendel

ISET
cbendel@iset.uni-kassel.de

Peter Funtan

ISET
pfuntan@iste.uni-kassel.de

Martin Ries

ISET
mries@iste.uni-kassel.de

Prof. Dr. Heinz Hullmann

ISET
e-mail: hullmann@hwp-hullmann-willkomm.de

Einführung

Die Nutzung von Photovoltaikanlagen unterschiedlichster Größen und Ausführung nimmt weltweit mit kontinuierlichen Steigerungsraten zu. Im Bewusstsein der Menschen hat sich inzwischen verankert, dass man auf Basis des photovoltaischen Effekts aus der Sonnenstrahlung elektrischen Strom generieren kann: geräuschlos, verschleißlos und umweltfreundlich. Weitere Nutzungsmöglichkeiten, d. h. bereits vorhandene physikalische Eigenschaften als weitere Produktfunktionen in Kombination mit anderen Techniken und Effekten anzuwenden, sind zwar vereinzelt bekannt [2], werden aber nicht als zusätzliche Besonderheit, als Wirtschaftlichkeitsargumente vermarktet. Zum Beispiel wird der Photovoltaikintegration in die Gebäudehülle heute noch immer mit Skepsis und Vorbehalten begegnet. Sie sei angeblich zu teuer, würde insbesondere in der vertikalen Anordnung keinen ausreichenden Energieertrag bringen und sei somit unwirtschaftlich. Argumente, die derzeit immer noch bei Investitionsentscheidungen zur Anwendung kommen und oft ohne sachliche Prüfung zu „Killerkriterien“ werden. „Außerdem würde bei den heutigen Stromkosten bzw. Einspeisevergütungen eine Amortisation nicht bzw. erst“ – unter Berücksichtigung heute gültiger Wirtschaftlichkeitsberechnungen – „sehr spät zu erwarten sein“ [1], [3]. Dies gründet sich auf fatale Desinformationen und auf Behauptungen, die antiquierte Standpunkte erkennen lässt.

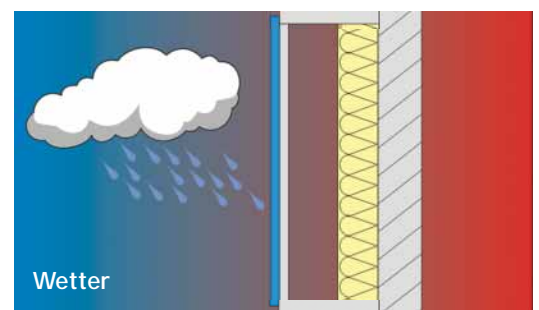
Keine andere Fassadenkonstruktion, bzw. -technologie musste sich bisher einer solchen Argumentation stellen. Wann kann beispielsweise eine Metallfassade aus Aluminium ihre Material- und Herstellungskosten erwirtschaften oder nach wie vielen Jahren rechnet sich eine hochwertige Naturwerkstein-Fassade?

Den Photovoltaikgenerator in Kombination mit anderen Technologien als Baueinheit mit neuen spezifischen Eigenschaften für die Gebäudehülle zu betrachten, ergibt bei einem gesamtheitlichen

Ansatz völlig neue Nutzungschancen und Kostenvorteile. Eine zentrale Rolle für diesen Ansatz spielt der Architekt als beratendes und koordinierendes Bindeglied zwischen Investor, PV-Modulhersteller, Montagesystemanbieter und Fachplaner. Seine entscheidungsfördernde Fachkompetenz für die Nutzung der umweltfreundlichen photovoltaischen Fassaden- und Dachelemente – bereits beim Entwerfen zu Beginn jeglicher Baumaßnahmen – bietet die Gewähr eines sinnvollen und wirtschaftlichen Einsatzes.

Die multifunktionalen Eigenschaften der Photovoltaik

Die nachfolgende Beschreibung der Mehrfacheigenschaften von PV-Fassaden- und Dachelementen [4] gibt einen Überblick über Möglichkeiten und Machbarkeit. Die Untersuchungsergebnisse beziehen sich vor allem auf kristalline Si-Solarzellentechnologien, die derzeit den höchsten Marktanteil besitzen und vom Entwicklungsstand am weitesten vorangeschritten sind.

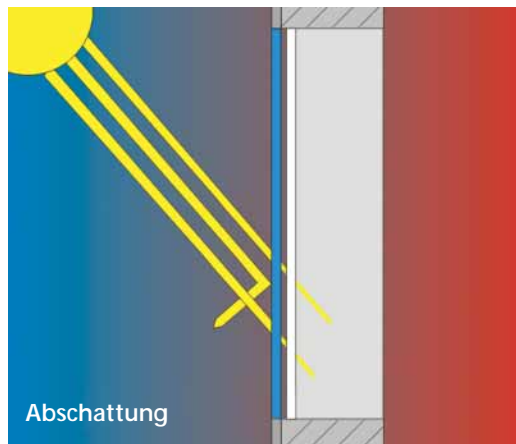


Zum **Witterungsschutz** zählen Regen- und Winddichtigkeit, Windlastfestigkeit, Klimawechselresistenz sowie Alterungsbeständigkeit. In internationalen Normen sind die dafür vorgeschriebenen Testkriterien und Prozeduren beschrieben. Verschiedene Tests gemeinsam mit Industriefirmen zeigten bei derzeit marktverfügbaren PV-Fassadenmodulen (kristallines Si mit Harz- bzw. Folieneinbettung) [1]:

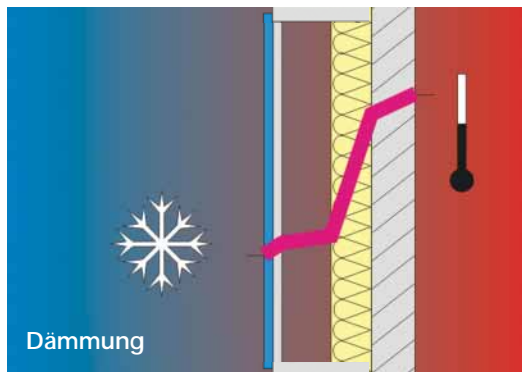
- Windwechsellasten bis max. 2400 Pa (Pascal) und 150.000 Lastwechsel (gesamt) sind ohne Schaden erreichbar (entspricht ca. 233 km/h).
- Klimawechseltests (18 Jahre simuliert) offenbarten keine signifikanten Alterungserscheinungen.
- Die elektrische Isolationsfestigkeit (Isolationswiderstand), als einer der wichtigsten Parameter in einer elektrischen Energieerzeugungsanlage, blieb im Klimawechseltest weit über den geforderten Grenzwerten von 30 MW.

Für die photovoltaische Dünnschichttechnologie werden gleichwertige Testergebnisse angestrebt. Derzeitige Dünnschichtmodule aus Vorserienproduktion (CdTe, CIS) befinden sich in entsprechenden Testphasen. Amorphe Siliciummodule (a-Si) in Ein-, Zwei- und Dreischichtstrukturen beginnen erfolgreich den Markt zu erobern, aber auch diese neuen Technologien müssen ihre Langzeitauglichkeit noch unter Beweis stellen.

Die Witterungsfestigkeit photovoltaischer Fassaden- und Dachelemente wird schon heute nicht mehr in Frage gestellt.



Die Funktion der **Abschattung** mit einer PV-Fassade oder mit einem PV-Dach kann gezielt durch das Design der photovoltaischen Anlage eingestellt werden. Üblicherweise werden die einzelnen Solarzellen in kristallinen Si-Modulen so angeordnet, dass über die „Packungsdichte“ viel oder wenig Abschattung entsteht. Bei Dünnschichtsolarmodulen werden die Zwischenräume bzw. Muster und Strukturen z. B. mit Laser bereits während des Herstellungsprozesses geschaffen, sodass Semitransparenz entsteht.



Die **Wärmedämmung** bei PV-Fassaden- und Dachelementen wird durch den eigentlichen Sandwich-Aufbau des Moduls selbst, durch die Luftschicht hinter einer PV-Vorhangfassade (Geschwindigkeit regulierbar) sowie durch die Strahlungsabsorption der kristallinen Si- und Dünnschicht-Solarzellen erreicht. In Kombination mit üblichen Wärmedämmstoffen werden sogar verbesserte Wärmedämmwerte erzielt, die den bekannten High-End-Technologien gleichwertig sind. In Isolierglasausführung übernehmen die photovoltaischen Fassaden- bzw. Dachelemente die Funktion der thermischen Trennung in der Gebäudehülle.

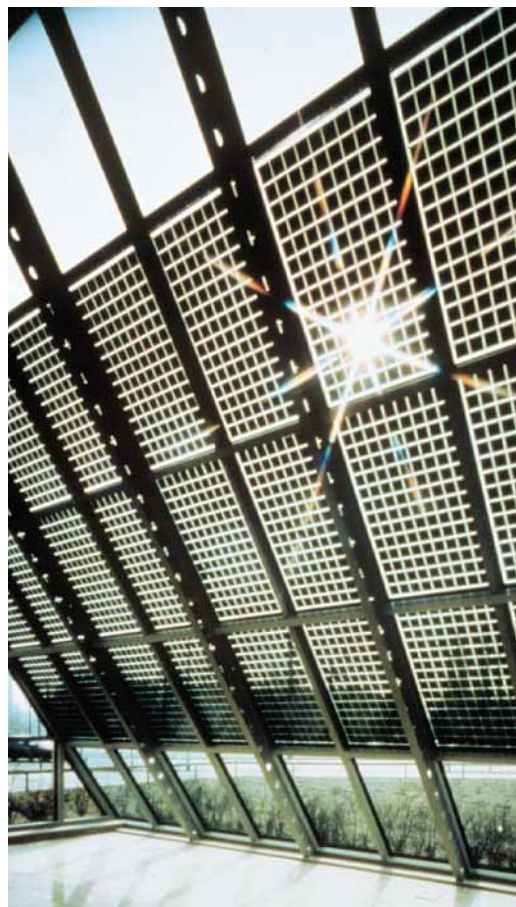
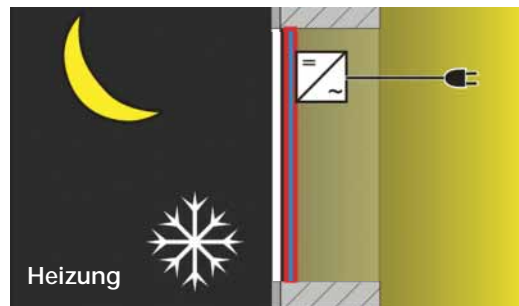


Abbildung 1
Abschattung mit
PV-Doppelglasscheiben
im Atriumbereich
© HASTRA

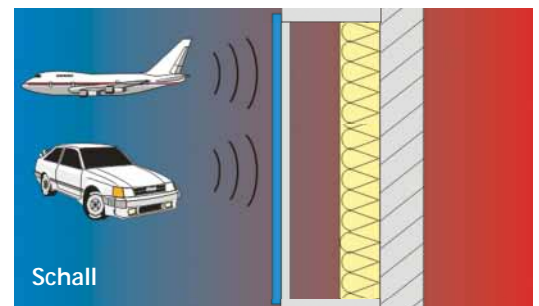
Die Semitransparenz bei kristallinen Silicium-Solarzellen (Power-Zellen) erfolgt durch mechanische Strukturierung. Abschattung bzw. Tageslichtleitung sind in den oben beschriebenen Technologien und Konstruktionen eng miteinander verknüpft. Mit der Nutzung der natürlichen Abschattung durch eine gezielte Anordnung von undurchsichtigen kristallinen Solarzellen in den photovoltaischen Fassadenelementen kann eine erhebliche Kostenreduktion in Atrium-Bereichen erzielt werden. Mit Hilfe der Abstände zwischen den Solarzellen wird der Anteil des einfallenden Tageslichts eingestellt und damit auch der Anteil der Wärmestrahlung. Somit kann das Klima in solchen kritischen Bereichen gezielt beeinflusst werden.



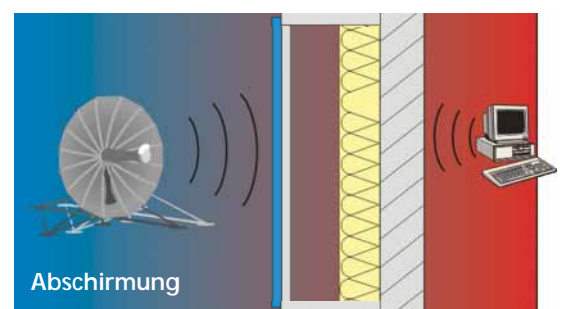
Die Nutzung von Photovoltaikerelementen in der Gebäudehülle zum **Heizen** ist relativ neu, obwohl der physikalische Effekt der Erwärmung durch Rückstrom bei der Ermittlung von Dunkelkennlinien seit langem bekannt ist. Um den Heizungseffekt auch praktisch nutzen zu können, muss der Glas-PV-Modul-Verbund aber speziell gestaltet werden: Die Reihenfolge des Aufbaus verändert sich dahingehend, dass das PV-Modul zum Innenraum in optimierter Größe angeordnet ist um Abschattungen und Transmissionsverluste zu verringern. Die PV-Module befinden sich also im Doppelglasaufbau auf der Raumseite.

Durch die gezielte Auswahl einer speziellen Solarzellentechnologie (z. B. amorphes Silicium) mit speziellen spektralen und optischen Eigenschaften (z. B. semitransparent) können Funktionen in der Gebäudehülle realisiert werden, die bisher nur mit zusätzlichen Heizkörperinstallationen möglich waren. Damit sich nun durch die veränderte Anordnung des PV-Moduls keine zusätzliche Erwärmung in den Sommermonaten einstellt, werden die spektralen Besonderheiten

von bestimmten Solarzellentechnologien genutzt. Durch das „Ausblenden“ von infraroten Lichtanteilen, die z. B. bei amorphen Silicium-Solarzellen nicht an der photovoltaischen Energieumwandlung beteiligt sind, kann die langwellige Wärmestrahlung reduziert werden. Insbesondere die architektonisch anspruchsvolle Gestaltung von Atrien, Shed-Dächern und Warmfassaden gibt dem Architekten in Verbindung mit den weiteren vorteilhaften Eigenschaften der Photovoltaik einen wesentlich größeren Spielraum.

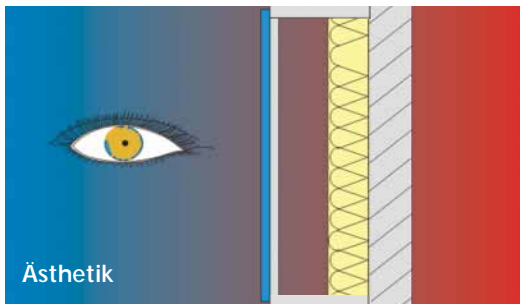


Die **Schalldämmung** durch die Gebäudehülle ist eine durch Vorschriften geregelte Selbstverständlichkeit in der Architektur. Bisher kaum beachtet und genutzt wird die Tatsache, dass PV-Fassaden- bzw. PV-Dachelemente – bedingt durch den Mehrschichtaufbau – bereits über ein Schalldämm-Maß von ca. 25 dB verfügen. Ohne funktionelle Einschränkungen können photovoltaische Warmfassaden- bzw. Dachelemente mit der Mehrscheibenisoliertechnik kombiniert werden. Die Mehrscheibenisoliertechnik mit Edelgasfüllung ist Stand der Technik um einen höheren Schalldämmwert zu erreichen.



Die **elektromagnetische Schirmdämpfung** von PV-integrierten Gebäudehüllen (Fassade und/oder Dach) ergibt sich durch die meist elektrisch leitfähige Unterkonstruktion sowie die flächenhaften elektrischen Netzwerke der Photovoltaikmodule (Zellenverbund). Diese

Wirkung, bekannt durch den Effekt des Faradayischen Käfigs, kann genutzt werden zum Schutz besonders elektrosensibler Bereiche wie in Krankenhäusern, Computerzentralen, Polizei, Forschungseinrichtungen sowie Flughafengebäuden. Die Nutzung üblicher Mobiltelefone in „geschirmten“ Gebäuden ist durch spezielle Umsetzer im Gebäude aber problemlos möglich. Trotzdem sollte man in Gebäuden Festnetztelefone bevorzugen, weil alle mobilen Telefone (DECT) durch elektromagnetische Wellen (gestrahlte Energie) einen zusätzlichen „Elektrosmog“ erzeugen, dessen schädigende Langzeitwirkung auf lebende Organismen immer noch nicht ausgeschlossen werden kann [7]. Untersuchungen unterschiedlicher PV-Fassadenelemente bezüglich ihres Schirmdämpfungsverhaltens ergaben in einer Testfassade eine Dämpfung von 23 dB (mehr als Faktor 100) für eine Testfrequenz von 960 MHz.



Die **Ästhetik** und das **Design** einer Gebäudewand werden durch die Einflussnahme des Investors und durch den Architekten bestimmt. Photovoltaische Fassaden- bzw. Dachelemente gehören zu den hochwertigsten Baumaterialien und -elementen. Sie werden bestimmt durch die verwendeten Solarzellentechnologien (kristallines Silicium, amorphes Silicium, Dünnschichtszellen), die farbliche und konstruktive Gestaltung (Antireflexschicht, Solarzellenabstand, Solarzellengeometrie, Solarzellenanordnung und deren Oberflächenstruktur und Einbettungsfolien) die äußere Geometrie und das Befestigungssystem (Standardabmessungen, Sondermaße, die Gestaltung mit und ohne Rahmen), bewegliche Elemente zur Nachführung, Abschattung und Lichtlenkung (Lamellen, Markisen) sowie den ein- oder mehrschichtigen Aufbau (Überkopf- bzw. Isolierverglasung). Die Verwendung von PV-Elementen erfordern eine besondere Kompetenz im Planungs- und Gestaltungsprozess.

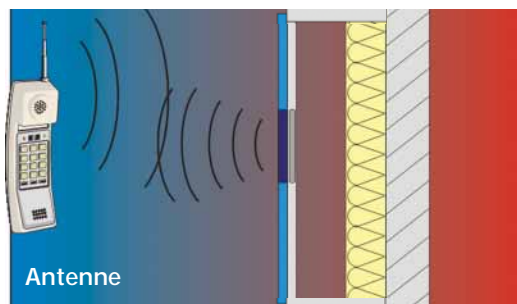
Hier besteht die Herausforderung für Planer und Architekten (Abb. 2,3).



Abbildung 2
PV-Dach und Fassade
© Fabrimex

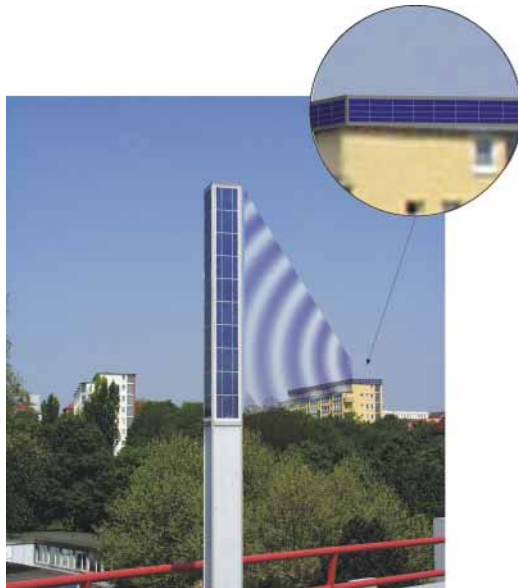


Abbildung 3
Hochhausfassade
© Flabeg



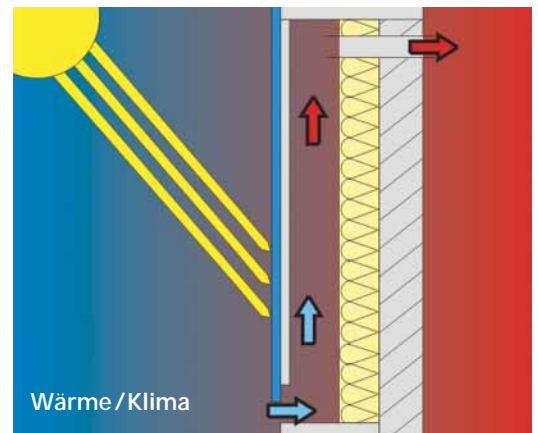
Die **elektromagnetische Energiewandlung** in der Gebäudewand bezieht sich auf ein speziell gestaltetes photovoltaisches Fassaden- bzw. Dachelement bzw. eine Baugruppe aus diesen Elementen. Unter dem Fachbegriff „solare Planar-Antenne“ wurde eine neue Baugruppe entwickelt und unter dem geschützten Namen SOLPLANT® bekannt gemacht.

Abbildung 4 (links)
Nachrichtenübertragung mit solarer Planar-Antenne als PV-Fassadenelement (Computersimulation © ISET)

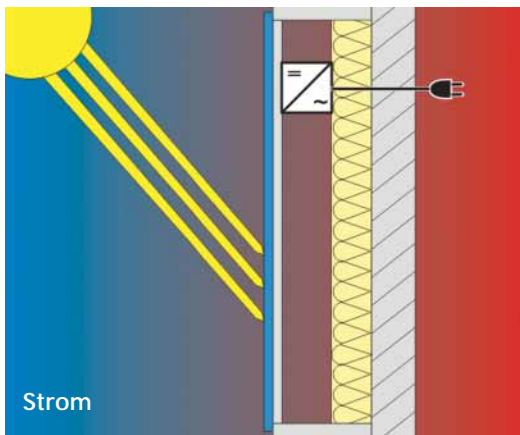


Hier wird die photovoltaische Stromerzeugung und das Senden bzw. Empfangen von hochfrequenten Signalen (z. B. für die Kommunikation über Handy) in **einer** Baueinheit ermöglicht. Die Nutzung dieser speziellen Anordnung von photovoltaischen Zellen als separates – äußerlich kaum unterscheidbares – Fassadenelement z. B. an einem Hochhaus (Abb. 4), ermöglicht die Vermeidung bzw. Reduzierung von „Funkschatten“ bei gleichzeitiger Reduzierung der Feldstärke von zentralen Sendestationen. Insbesondere für die in Zukunft erforderliche hohe Qualität der UMTS-Nachrichtenübertragung wird eine höhere Verdichtung von Sendeanlagen erforderlich werden. Die „solare Planar-Antenne“ kann diese Anforderungen in beispielhafter Weise miterfüllen, bei gleichzeitiger Reduzierung der Sendefeldstärke – auch als „Elektrosmog“ bekannt. Mit der Einführung des terrestrischen digitalen Rundfunks und Fernsehens ergeben sich mit oben beschriebener Lösung weitere neue Anwendungen. Bisherige Antennen lassen sich durch modifizierte PV-Module ersetzen, die zur Stromgenerierung ebenso verwendet werden, wie zum Radio- bzw. Fernsehempfang.

Abbildung 5
Luftkollektoren mit Photovoltaik im Industriebau © Grammer-Solar-Bau



Die **thermische Energiewandlung** in der Gebäudehülle ist eine eingeführte Technologie, die lediglich für das photovoltaische Fassaden- bzw. Dachelement fachkompetent modifiziert werden muss. Physikalisch gesehen wirken die kristallinen Solarzellen bzw. die photovoltaischen Dünnschichtzellen auch als Wärmestrahlungsabsorber. Dies wirkt sich eher nachteilig auf die Effizienz der photovoltaischen Energiewandlung (Stromerzeugung) aus. Diese „Verlustwärme“ ist mit dem entsprechenden technischen und physikalischen Know-how nutzbar: durch Hinterlüftung einer photovoltaischen Vorhangfassade und damit Kühlung der Solarzellen und der Gebäudewand – bei gleichzeitiger Verbesserung des photovoltaischen Umwandlungsgrades – oder durch die Nutzung des warmen bewegten Luftstromes zur Gebäudeklimatisierung. Die Verknüpfung von photovoltaischer Stromerzeugung und Warmwassergewinnung in einer Baueinheit (Hybridkollektor) wird, obwohl in Fachkreisen umstritten, als Produkt bereits auf dem Markt angeboten. In Verbindung mit Niedertemperaturanwendungen (z. B. Schwimmbad) erfolgt hier eine sehr rationelle Energienutzung. Zur Brauchwassernutzung müsste über eine zusätzliche Energiewandlungseinheit (z. B. Wärmepumpe) das Temperaturniveau angehoben werden. Hybridkollektoren auf der Basis von Photovoltaik und Lufterwärmung werden sehr erfolgreich bereits industriell genutzt (Abb. 5). Durch die Abkühlung der Solarzellen wird die Effizienz der photovoltaischen Energiewandlung so verbessert, dass sich damit zusätzlich – quasi kostenlos – Lüfter betreiben lassen. Übrig bleiben in der Kostenbilanz ein warmer, bewegter Luftstrom sowie die Investitionskosten der Be- bzw. Entlüftungsanlage.



bei Modulen, Wechselrichtern, Installations- und Montagesystemen zu Verbesserungen, die auf die Gesamtsysteme übertragen werden konnten. Entwicklungsetappen wie z. B. zentraler Wechselrichter, Modulwechselrichter, Stringwechselrichter, Multistringwechselrichter kennzeichnen die Evolution der verschiedenen Anlagenkonzepte.

Der **photovoltaische Energieertrag** hängt neben der Art der Solarzellen (Material- und Zellentechnologie) von Rahmenbedingungen ab wie Wetter, Alterung und Verschmutzung. Auch das planerische Know-how und das Design der Anlage wie Neigung, Ausrichtung, Aufbau, Installation und Komponenten wirken sich auf den Stromertrag des Gesamtsystems aus und müssen optimiert werden. Entwicklungskriterien, wie Erhöhung der Zuverlässigkeit, Wirkungsgradsteigerung sowie Kostenreduktion führten

Auch die Solarzellentechnologien entwickelten sich, und zwar hinsichtlich der Dünnschicht-solarzellen und der Effizienzsteigerungen von Silicium-Wafer-Solarzellen. Die photovoltaische Komponenten- und Anlagenentwicklung war und ist sehr stark von Bemühungen geprägt, die Effizienz der Energiewandlung zwecks Nutzung im elektrischen Netz mit PV-Wechselrichtern (Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom) zu steigern [5]. Am effektivsten kommen heute sogenannte Stringkonzepte zu Einsatz (Abb. 6).

Zunehmend werden neue Hybridkonzepte, d. h. Kombinationen mit anderen umweltfreundlichen Energiewandlungssystemen wie z. B. Brennstoffzelle, BHKW oder Mikrogasturbinen insbesondere

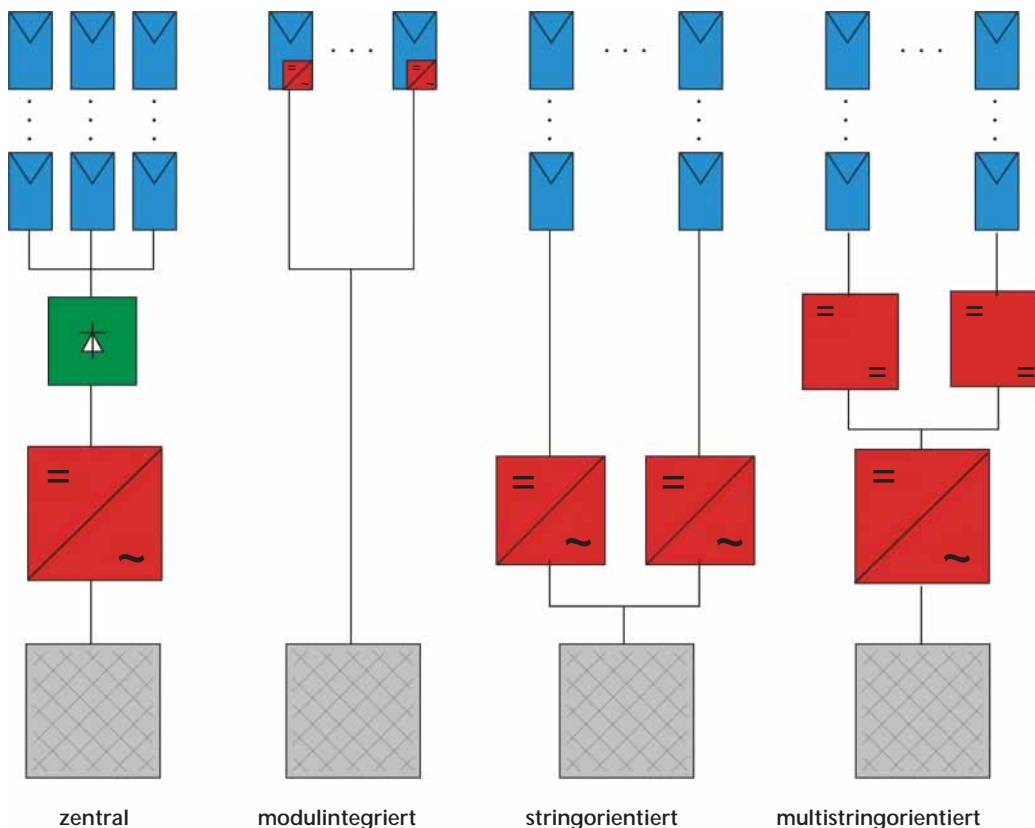


Abbildung 6
Wechselrichterkonzepte
als „Spiegel“ der
Entwicklung photo-
voltaischer Anlagen
© ISET

für den Gebäudebereich entwickelt. Hintergrund ist die zuverlässige Energiebereitstellung von dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen (DEA), die im Falle eines schwachen Netzausläufers den Netzanschlusspunkt „stützen“ und im Falle einer Netzabschaltung sogar zu einer Inselversorgung übergehen können. Sie sind bereits als USV-Anlagen (unterbrechungsfreie Stromversorgung) bekannt. Um solche neuen Energieversorgungskonzepte aber wirtschaftlich zu betreiben, sind noch umfangreiche Entwicklungsarbeiten erforderlich, denn die DEA im Niederspannungsnetz benötigen bidirektionale Kommunikations- und Energietransfer-Managementeinrichtungen, um die wichtigen Voraussetzungen wie Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit überhaupt erst zu ermöglichen.

Innovations- und Weiterentwicklungspotenziale. Architekten und Fachplaner bestimmen mit ihrer Fachkompetenz und ihrer Einstellung zu Innovationen in der Architektur wesentlich die Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz der Photovoltaik [8].

Kostenreduktionspotenziale werden bei systemtechnischen Komponenten wie z. B. bei Wechselrichtern gesehen, die sich bis zum Jahre 2005 um 50% verbilligen können [5]. Auch die Modulindustrie prognostiziert nennenswerte Kostenreduktionen [6], die sich dann letztlich auf das gesamte photovoltaische System auswirken werden.

Zusammenfassung

Die Photovoltaik ist eine außerordentlich umweltfreundliche Energiewandlungstechnologie, weil die PV-Anlagen weder Schadstoffe noch Strahlung emittieren. Sie funktionieren geräuschlos und ohne Verschleiß, wobei sie die hochwertigste Energieform – elektrische Energie – erzeugen. Die saisonale Verfügbarkeit (täglich, jahreszeit- und/wetterabhängig, jährlich) sowie die relativ niedrige Energiedichte (Flächenbedarf) sind nachteilige Kriterien gegenüber Windenergie und Wasserkraft, oder fossilen Energieträgern. Dafür steht die solare Energie praktisch unbegrenzt zur Verfügung (4 Mrd. Jahre), fossile Energieträger hingegen nur noch für 50–120 Jahre.

Gemeinsam mit Energieeinsparungen im Gebäude, der forcierten Einführung von energieoptimierten Anlagen sowie einem neuen Verbraucherverhalten – „weil Energie kostbar ist“ – wird die photovoltaische Energiewandlung im täglichen Umfeld an Bedeutung gewinnen [9], [10]. Die Investitionskosten der Photovoltaikintegration in die Gebäudehülle werden durch die ganzheitliche und konsequente Nutzung der vorteilhaften physikalischen Eigenschaften von Photovoltaik-Elementen bestimmt. Eine mit diesen Vorteilen in die Gebäudehülle integrierte Photovoltaik bietet derzeit eines der größten

Literatur

- [1] C. Bendel et al., Abschlussbericht „Entwicklung und Erprobung eines photovoltaischen Fassadenelementes“, ISET/ Kassel, 1996
- [2] F. Sick, T. Erge (Hrsg.), „Photovoltaics in Buildings“, Verlag James and James, London, 1996
- [3] C. Bendel et al., „Multifunktionale Fassaden im Vergleich“, 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1999
- [4] H. Hullmann (Hrsg.), „Photovoltaik in Gebäuden – Handbuch für Architekten und Ingenieure“, Fraunhofer IRB Verlag, 2000
- [5] M. Meinhardt et al., „Kostenreduktion durch neue PV- Systemtechnik“, SMA Regelsysteme GmbH, 5. Kasseler Symposium, Kassel, 2000
- [6] T. Weller, „Photovoltaik im Wettbewerb der verteilten Energieerzeugung“, 16. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 2001
- [7] H. Bartsch et al., „Langzeit- Exposition mit einem GSM- ähnlichen Signal (Mobilfunk)“, NEWS-letter, Forschungsgemeinschaft Funk e.V., April 2002
- [8] F. Hasheider, „Architektonische und technische Aspekte bei der Integration von Photovoltaik in die Gebäudehülle“, Praktikumsbericht, ISET, 2002
- [9] H.-J. Gabler et al., „Photovoltaik am Gebäude – Stromversorgung mit Photovoltaik?“, Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie (FVS), Potsdam, Sept. 2002
- [10] I. B. Hagemann, „Gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV). Innovative Technik für das Baugewerbe“, 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März 2003